

РСТ

ВСЕМИРНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
Международное бюро



МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ
С ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

(51) Международная классификация изобретения ⁶ : E21B 43/22, 43/32	A1	(11) Номер международной публикации: WO 00/09856 (43) Дата международной публикации: 24 февраля 2000 (24.02.00)
(21) Номер международной заявки: PCT/RU98/00419	galym (RU)]. ПУЗЕНКО Владимир Иванович [RU/RU]; 626481 Тюменская обл., Когалым, ул. Мира, д. 18а, кв. 36 (RU) [PUZENKO, Vladimir Ivanovich, Kogalym (RU)]. (81) Общий представитель: ПОЗДНЫШЕВ Геннадий Николаевич; 443001 Самара, ул. Галактионовская, д. 187, кв. 66 (RU) [POZDNY SHEV, Gennady Nikolaevich, Samara (RU)]. (81) Указанные государства: CA, CN, KP, KR, KZ, VN. Опубликована С учётом о международном поиске.	
(22) Дата международной подачи: 21 декабря 1998 (21.12.98)		
(30) Данные о приоритете: 98115677 10 августа 1998 (10.08.98) RU		
(71)(72) Заявители и изобретатели: ПОЗДНЫШЕВ Геннадий Николаевич [RU/RU]; 443001 Самара, ул. Галактионовская, д. 187, кв. 66 (RU) [POZDNY SHEV, Gennady Nikolaevich, Samara (RU)]. МАНЫРИН Вячеслав Николаевич [RU/RU]; 626481 Тюменская обл., Когалым, ул. Ленинградская, д. 65, кв. 24 (RU) [MANYRIN, Vyacheslav Nikolaevich, Kogalym (RU)]. ДОСОВ Александр Николаевич [RU/RU]; 626481 Тюменская обл., Когалым, ул. Ленинградская, д. 7, кв. 227 (RU) [DOSOV, Alexandr Nikolaevich, Kogalym (RU)]. САВЕЛЬЕВ Александр Георгиевич [RU/RU]; 443002 Самара, пр. Ленина, д. 26, кв. 86 (RU) [SAVELIEV, Alexandr Georgievich, Samara (RU)]. МАНЫРИН Валерий Николаевич [RU/RU]; 626481 Тюменская обл., Когалым, ул. Мира, д. 27, кв. 31 (RU) [MANYRIN, Valery Nikolaevich, Ko-		
(54) Title: CRUDE-OIL EXTRACTION METHOD		
(54) Название изобретения: СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ		
(57) Abstract		
<p>The present invention pertains to the crude-oil extraction industry and essentially relates to methods for extracting crude oil from non-uniform geological formations by carrying out isolation operations in order to level-off the injectivity profile of injection wells and to reduce the water ingress into production wells. This method involves injecting into the formation aqueous solutions of at least two gel- or deposit-forming agents in the form of an aggregative and stable reverse-type emulsion in a low-viscosity hydrocarbon solvent (petrol, kerosene, etc.). The method also involves previously dissolving in said solvent from 5 to 20 wt.% of a concentrate of porphyric and asphalt-tar components from crude-oil. For each aqueous solution of the agent used, the method involves preparing previously and separately 50 vol. % of the aggregative and stable reverse-type emulsion in which the size of the particles (globules in the emulsified aqueous solution of the agent) is commensurate with the dimensions of the pores in the highly permissive sections of the formation. Before being injected into the formation, the previously prepared emulsions of gel- or deposit-forming agents are mixed according to various volumetric proportions. Once the mixed emulsion is injected, the method involves injecting into the formation a hydrocarbon solution of a demulsifier for the reverse emulsion in order to break down the same and to form in the highly permissive sections of the formation a water-isolation barrier that consists of a viscous and resilient gel (or a non-soluble deposit).</p>		

(57) Реферат

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к способам добычи нефти из неоднородных пластов с проведением изоляционных работ для выравнивания профиля приемистости нагнетательных и уменьшения водопритока добывающих скважин. Способ осуществляют путем закачки в пласт водных растворов двух или более геле- или осадкообразующих агентов в виде агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа в маловязком углеводородном растворителе (бензине, керосине и т.п.), в котором предварительно растворяют 5-20 мас % концентрат порфириновых и асфальто-смолистых компонентов нефти. При этом, для каждого применяемого водного раствора агента вначале отдельно готовят 50% (по объему) агрегативно-устойчивую эмульсию обратного типа с размером частиц (глобул эмульгированного водного раствора агента), соизмеримого с размерами пор высокопроницаемых участков пласта, затем предварительно приготовленные эмульсии геле- или осадкообразующих агентов перед закачкой в пласт смешивают в равных объемных соотношениях. После закачки смешанной эмульсии для ее разрушения и образования в высокопроницаемых участках пласта водоизолирующего барьера в виде вязко-упругого геля (или нерастворимого осадка), в пласт закачивают углеводородный раствор деэмульгатора обратной эмульсии.

ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Коды, используемые для обозначения стран-членов РСТ на титульных листах брошюр, в которых публикуются международные заявки в соответствии с РСТ.

AL	Албания	GE	Грузия	MR	Мавритания
AM	Армения	GH	Гана	MW	Малави
AT	Австрия	GN	Гвинея	MX	Мексика
AU	Австралия	GR	Греция	NE	Нигер
AZ	Азербайджан	HU	Венгрия	NL	Нидерланды
BA	Босния и Герцеговина	IE	Ирландия	NO	Норвегия
BB	Барбадос	IL	Израиль	NZ	Новая Зеландия
BE	Бельгия	IS	Исландия	PL	Польша
BF	Буркина-Фасо	IT	Италия	PT	Португалия
BG	Болгария	JP	Япония	RO	Румыния
BJ	Бенин	KE	Кения	RU	Российская Федерация
BR	Бразилия	KG	Киргизстан	SD	Судан
BY	Беларусь	KP	Корейская Народно-Демократическая Республика	SE	Швеция
CA	Канада	KR	Республика Корея	SG	Сингапур
CF	Центрально-Африканская Республика	KZ	Казахстан	SI	Словения
CG	Конго	LC	Сент-Люсия	SK	Словакия
CH	Швейцария	LI	Лихтенштейн	SN	Сенегал
CI	Кот-д'Ивуар	LK	Шри-Ланка	SZ	Свазиленд
CM	Камерун	LR	Либерия	TD	Чад
CN	Китай	LS	Лесото	TG	Того
CU	Куба	LT	Литва	TJ	Таджикистан
CZ	Чешская Республика	LU	Люксембург	TM	Туркменистан
DE	Германия	LV	Латвия	TR	Турция
DK	Дания	MC	Монако	TT	Тринидад и Тобаго
EE	Эстония	MD	Республика Молдова	UA	Украина
ES	Испания	MG	Мадагаскар	UG	Уганда
FI	Финляндия	MK	Бывшая югославская Республика Македония	US	Соединённые Штаты Америки
FR	Франция	ML	Мали	UZ	Узбекистан
GA	Габон	MN	Монголия	VN	Вьетнам
GB	Великобритания			YU	Югославия
				ZW	Зимбабве

СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам добычи нефти из неоднородных пластов с проведением изоляционных работ для выравнивания профиля приемистости нагнетательных и уменьшения водопритока добывающих скважин. Способ включает совместную или последовательную закачку в пласт водных растворов двух или более геле- или осадкообразующих агентов.

Сущность изобретения: исключение преждевременного химического реагирования и адсорбции агентов в процессе закачки в пласт их водных растворов и повышение эффективности процесса изоляции водопромытых интервалов и трещин пласта за счет образования непосредственно в данных участках вязкоупругого геля при использовании водных растворов полиакриламида (ПАА) и солей поливалентного катиона или образования устойчивого нерастворимого осадка при закачке водных растворов солей многоосновной кислоты, например, силиката натрия и щелочноземельного металла, например, хлористого кальция. Способ реализуют путем - закачки в пласт водных растворов двух или более геле- или осадкообразующих агентов в виде агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа в маловязком углеводородном растворителе (бензине, керосине и т.п.) в котором предварительно растворяют 5 -20 % (мас) порфириновых и асфальто-смолистых компонентов нефти. При этом, для каждого применяемого водного раствора агента вначале отдельно готовят 50% (по объему) агрегативно-устойчивую эмульсию обратного типа с размером частиц (глобул эмульгированного водного раствора агента) соизмеримого с размерами пор высокопроницаемых участков пласта, затем

предварительно приготовленные эмульсии геле- или осадкообразующих агентов, перед закачкой в пласт, смешивают в равных объемных соотношениях. После закачки смешанной эмульсии для ее разрушения и образования в высокопроницаемых участках пласта водоизолирующего барьера, в виде вязко-упругого геля (или нерастворимого осадка), в пласт закачивают углеводородный раствор деэмульгатора обратной эмульсии в количестве достаточном для разрушения закаченного объема смеси агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа.

Известны способы добычи нефти с проведением изоляционных работ для выравнивания профиля проницаемости неоднородного пласта путем совместной или последовательной закачки в пласт водного раствора ПАА со сшивающим агентом (водным раствором соли поливалентного катиона), где с целью снижения расхода полимера и регулирования скорости химической реакции гелеобразования (сшивки), рН водного раствора ПАА и сшивателя после смешения поддерживают на уровне 3-4, а затем, после закачки, доводят до 7-10 (а.с. SU 1128573 А, С 08 L33/26,

С 08 К 3/24, Е 21 В 43/22 и SU 1627678 А1, Е21 В.43, 33/138).

Однако эти способы не предотвращают изменение концентрации закачиваемых агентов в пластовых условиях и имеют ограниченное применение из-за сложности достижения значений рН закачиваемой смеси водных растворов до 7-10 в пластовых условиях. Кроме того, использование неорганической кислоты для регулирования времени сшивки не исключает химическую деструкцию (разрушение) молекул ПАА и, в принципе, не применимо для регулирования скорости химической реакции осадкообразующих агентов.

В способе добычи нефти (патент РФ RU 2086757 С1, 6Е 21 В 43/22) с целью регулирования времени гелеобразования (сшивки) и снижения

ЗАМЕНЯЮЩИЙ ЛИСТ (ПРАВИЛО 26)

механической и химической (солевой) деструкции ПАА в пласт последовательно закачиваются водные растворы ПАА и сшивателя (соли алюминия) между которыми закачивают оторочку пресной воды. Данный способ не исключает того, что при последовательной закачке в пласт вязкого водного раствора ПАА, оторочки пресной воды и водного раствора сшивателя, последние, как маловязкие системы, будут поступать как в высокопроницаемые, так низкопроницаемые участки пласта. Это, в свою очередь, неизбежно приведет к перерасходу применяемых агентов. Кроме того, данный способ не эффективен при последовательной закачке в пласт водных растворов солеобразующих агентов из-за резкого снижения скорости химической реакции при разбавлении их оторочкой пресной воды.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому является способ (патент РФ RU 2101486 С 1, 6 Е21 В 43/22), включающий закачку в пласт эмульгированного в углеводородной жидкости раствор соли многоосновной кислоты (например, натрия силикат, натрия фосфат или натрия карбонат), а в качестве состава, содержащего соль щелочноземельного металла, используют водный раствор соли щелочноземельного металла (например, хлористый кальций, хлористый магний или хлористый барий) или его эмульсию в углеводородной жидкости (например, нефти, дизельном топливе, керосине). При этом, в качестве стабилизатора эмульсии применяют маслорастворимые ПАВ: эмульта, нефтехим, нефтенол, неонол АФ9-4, АФ9-6, ОП-4, натриевые соли СЖК и др.

Основным недостатком данного способа, взятого за прототип предлагаемому изобретению, является низкая агрегативная устойчивость обратных эмульсий стабилизированных указанных маслорастворимыми ПАВ, что приводит к их разложению (выделению водной фазы) при малой глубине проникновения (фильтрации) обратной эмульсии в пласт.

Этим обстоятельством объясняется невозможность эффективного применения данного способа при смешении и совместной закачке в пласт в виде обратной эмульсии двух или более водных растворов осадкообразующих агентов, т.к. велика вероятность расслоения эмульсий и образование нерастворимых осадков уже в призабойной зоне пласта. Поэтому, данный способ можно осуществлять только путем последовательной закачки в пласт вначале эмульгированный в углеводородной жидкости, в присутствии маслорастворимого ПАВ, водный раствор соли многоосновной кислоты, затем водный раствор, содержащий соль щелочноземельного металла или эмульсию данного раствора в углеводородном растворителе, так же в присутствии маслорастворимого ПАВ.

Способ реализуют следующим образом. На скважине, запланированной для проведения изоляционных работ, с учетом геолого-физических характеристик пласта и текущих показателей разработки готовят для каждого из применяемых водных растворов геле- или осадкообразующих агентов расчетный объем агрегативно-устойчивых 50% (объем.) эмульсий обратного типа в маловязком углеводородном растворителе (например, керосине, в котором предварительно растворено 5-20% (мас.) асфальто-смолистых и порфириновых (АСПО) веществ - природных стабилизаторов эмульсий типа "вода в масле"). Интенсивность и продолжительность смешения каждого из применяемых водных растворов агентов заданной концентрации с углеводородным растворителем, содержащим заданное количество природных стабилизаторов эмульсии обратного типа должна быть такой, что бы в итоге для каждого применяемого водного раствора геле- или осадкообразующего агента получалась тонкодисперсная (размеры глобул воды должны быть соизмеримы с размером пор промытых, высокопроницаемых участков пласта) агрегативно-устойчивая (не

коалесцирующая при отстаивании и обработке в центробежном поле) эмульсия обратного типа. Данные свойства получаемых обратных эмульсий легко контролируются на практике с помощью обычного микроскопа и пробирочной центрифуги со скоростью вращения до 6000 оборотов в минуту.

Перед закачкой в пласт обратных эмульсий двух или более геле- или осадкообразующих агентов, для каждого выбранного состава производят смешение обратных эмульсий в равных объемных соотношениях, т.е. в каждом случае, как с гелеобразующими составами, а так же осадкообразующими составами, в пласт закачивают водные смеси указанных агентов в виде тонкодисперсной агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа в маловязком углеводородном растворителе. При этом, капельки (глобулы) того или иного закачиваемого в пласт водного раствора агента изолированы друг от друга прочными бронирующими оболочками природных стабилизаторов, которые не только предотвращают преждевременное химическое реагирование между собой закачиваемых в пласт агентов, но так же исключают адсорбцию закачиваемых агентов на активных, твердых участках пласта, что позволяет значительно сократить количества применяемых агентов для достижения желаемого результата. Закачку агрегативно-устойчивой смеси эмульсий обратного типа проводят в объеме достаточном для проявления эффекта образования высоковязких эмульсионных "пробок" в промытых и проницаемых участках пласта, что на практике фиксируется по изменению (превышению) давления нагнетания закачиваемой системы в пласт. Затем, в скважину закачивают расчетный объем углеводородного (преимущественно в ароматическом растворителе) раствора деэмульгатора, в количестве достаточном для разрушения закачанной смеси агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа. После чего, скважину оставляют на 12-36 часов на

реагирование. За это время происходит разрушение (коалесценция) закачанной в пласт смеси эмульсии обратного типа, смешение выделившихся водных растворов геле- или осадкообразующих агентов, их химическое взаимодействие между собой и, как следствие, образование в промытых и высокопроницаемых участках пласта водоизолирующих барьеров из высоковязких сшитых полимерных составов (СПС) или прочных, неразмываемых водой осадков.

Целью предлагаемого способа является повышение эффективности добычи нефти за счет исключения преждевременного химического реагирования и адсорбции применяемых двух или более геле- или осадкообразующих агентов в процессе совместной закачки в пласт их водных растворов.

Поставленная цель достигается тем, что в предлагаемом способе добычи нефти водные растворы применяемых агентов закачиваются в пласт в виде агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа в маловязком углеводородном растворителе (бензине, керосине и т.п.) в котором предварительно растворяют 5-20 % (мас.) порфириновых и асфальто - смолистых компонентов нефти, являющихся основными, наиболее мощными природными стабилизаторами эмульсий типа "вода в масле" (см. Г.Н.Позднышев "Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий", М. "Недра", 1982 г. 221 с.).

Другим отличием предлагаемого способа является то, что для каждого водного агента вначале отдельно готовят 50% (по объему) агрегативно - устойчивую эмульсию обратного типа с размером частиц (глобул эмульгированного раствора агента) соизмеримых с размерами пор промытых, высокопроницаемых участков пласта, затем, перед закачкой в пласт, агрегативно-устойчивые эмульсии геле- или осадкообразующих агентов смешивают между в равных объемных соотношениях. При закачке в пласт такой смеси агрегативно-устойчивых

эмульсий, т.е. эмульсий не разрушающихся при прохождении (фильтрации) через пористую породу пласта, происходит ее концентрирование (уплотнение) в наиболее проницаемых и трещиноватых участках пласта, вплоть до образования высоковязких эмульсионных "пробок" содержащих до 90-95 % (объем.) смешанных глобул водных растворов геле- или осадкообразующих агентов. При этом, в условиях отсутствия выделения водной фазы (водных растворов закачиваемых агентов) в свободном виде, исключаются не только адсорбция применяемых агентов на твердой поверхности породы пласта, но и не происходит между собой химического реагирования применяемых агентов.

Сам по себе процесс образования из агрегативно-устойчивых глобул водных растворов агентов (не реагирующих между собой) высоковязких концентрированных "пробок" смешанных эмульсий обратного типа в высокопроницаемых и трещиноватых участках пласта, как водоизолирующего барьера, имеет важное значение. Факт формирования данного барьера легко прослеживается по повышению давления нагнетания (при постоянном объеме закачки воды) или снижению объема закачиваемой воды при постоянном давлении нагнетания.

Возможность упрочнения данного барьера за счет закачки в пласт дезэмульгатора, в количестве, достаточном для расслоения закачанного объема агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа и осуществления в высокопроницаемых участках пласта химической реакции между геле- или осадкообразующими агентами с образованием сшитых полимерных систем (СПС) или осадкообразующих солевых составов, так же является существенным отличительным признаком разработанного технического решения.

Признаки, отличающие заявляемое техническое решение от

прототипа, не выявлены в других технических решениях и , следовательно, обеспечивают заявляемому решению соответствие критерию "существенные отличия".

Для реализации способа используют следующие реагенты и товарные продукты их содержащие :

- в качестве гелеобразующих агентов: водные растворы 0,01-5,0 % анионного полимера, например, полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы и др., а в качестве сшивателя, - водные растворы (0,003-0,2 %) солей поливалентного катиона например, ацетата хрома и др.;

- в качестве осадкообразующих агентов: водные растворы солей многоосновных кислот, например, водный раствор (10-20%) силиката натрия (жидкое стекло), сульфата аммония и др. и водные растворы (10-30%) солей щелочноземельных металлов, например, хлористого кальция, хлористого бария и др.;

При образовании 50% обратных эмульсий указанные водные растворы диспергируют в маловязком углеводородном растворителе, например, керосине (или газовом бензине), в котором предварительно растворяют (5-20 %) концентрат АСПО, например, используют реагент РДН (ТУ -2458-001-21166006-97).

Для приготовления водных растворов в промышленных условиях используют техническую или минерализованную пластовую воду. Основное требование, предъявляемое к применяемой воде, - отсутствие содержания в ней деэмульгатора обратных эмульсий.

Для разрушения закачанных в пласт обратных эмульсий применяют 0,01-0.1 %о раствор в ароматическом растворителе деэмульгатора обратных эмульсий, например, Диссольван 4411, 4490 и др.

Эффективность разработанного способа и способа по прототипу оценивали в лабораторных условиях по изменению соотношения

скоростей фильтрации жидкости в колонках разной проницаемости и приросту коэффициента нефтевытеснения, которые рассчитывались соответственно по изменению дебитов и обводненности извлеченной продукции. Дополнительно извлеченную нефть и дебит по жидкости определяли на установке для исследования процессов нефтевытеснения химреагентами и фильтрации в пористых средах, сконструированной на базе стандартной установки типа УИПК.

Подготовку модели пласта и жидкостей к эксперименту проводили в соответствии с СТП 0148070-013-91. "Методика проведения лабораторных работ."

Все исследования проводили на модели пласта, состоящей из двух пропластков различной проницаемости и представленных насыпными колонками длиной 40 и диаметром 3,7 см. Пропластки последовательно насыщали минерализованной водой, а затем нефтью. Далее нефть вытесняли минерализованной водой до 100%-ной обводненности продукции. После этого проводили закачку гелеобразующего или осадкообразующего состава предлагаемым способом (в виде смеси обратных эмульсий с последующей прокачкой для их разрушения 0,01 % о раствора деэмульгатора в толуоле) и известным способом по прототипу.

Из данных табл. 1 следует, что на примере гелеобразующих полимерных составов предлагаемый способ позволяет снизить скорость фильтрации воды в высокопроницаемых участках пласта и, тем самым, обеспечить значительный (на 2,5-4,5%) прирост коэффициента нефтевытеснения при гораздо меньших (в 2-2,5 раза) расходных показателях применяемых дорогостоящих реагентов (водорастворимого ПАА и сшивателя - ацетата хрома) по сравнению с прототипом. Из данных табл.2 следует, что использование предлагаемого способа обра-

ботки высокопроницаемых участков пласта осадкообразующими составами позволяет, по сравнению с прототипом, получить больший водоизолирующий эффект, что находит отражение в снижении обводненности получаемой продукции 13 2-2,5 раза по сравнению со способом по прототипу.

Таблица 1

Результаты определения эффективности перераспределения фильтрационных потоков и нефтевытеснения с использованием предлагаемого способа и по прототипу, на примере гелеобразующих (сшивающих) полимерных составов.

№ п.п.	Модель пласта	Кэф-т вытеснения нефти водой, %	С п о с о б реагент	концентрация водного раствора, % (мас.)	Соотношение скоростей фильтрации: до закачки агента	после закачки агента	Прирост к-та вытеснения нефти, %
предлагаемый способ							
1.	неоднородный	47,4	ПАА Ацетат хрома	0,25 0,01	4,0	3,6	2,5
способ по прототипу							
2.	неоднородный	47,4	ПАА Ацетат хрома	0,25 0,01	4,0	3,9	0,5
предлагаемый способ							
3.	неоднородный	50,5	ПАА Ацетат хрома	0,25 0,01	5,5	2,4	3,5
способ по прототипу							
4.	неоднородный	50,5	ПАА Ацетат хрома	0,25 0,01	4,5	3,4	1,5
5.	неоднородный	49,7	ПАА Ацетат хрома	1,0 0,08	5,0	1,1	4,5
6.	неоднородный	50,3	ПАА Ацетат хрома	1,0 0,08	5,0	3,0	2,0

Таблица 2

Результаты определения эффективности перераспределения фильтрационных потоков и нефтewытеснения с использованием предлагаемого способа и по прототипу на примере осадкообразующих агентов.

№ п.п.	Модель пласта	Соотношение проницаемостей	С п о с о б реагент концентрация водного р-ра мас. %	Скорость фильтрации по высокопрон. пропласткам, мл/ч до закачки реагента	Обводненность продукции, объем. % до закач.	после закач.
предлагаемый способ						
1.	неоднородная	13,5	Na ₂ SiO ₃ 15 CaCl ₂ 13	5.5	0.4	91.7 19.4
способ по прототипу						
2.	неоднородная	12,3	Na ₂ SiO ₃ 15 CaCl ₂ 13	5.4	1.5	92.3 39.5
предлагаемый способ						
3.	неоднородная	14,3	(NH ₄) ₂ SO ₄ 20 BaCl ₂ 30	5.0	0.2	93.7 15.3
способ по прототипу						
4.	неоднородная	13,7	(NH ₄) ₂ SO ₄ 20 BaCl ₂ 30	5.1	2.1	92.7 49.4

СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ Формула изобретения

Способ добычи нефти путем создания в промытых, высокопроницаемых зонах продуктивного пласта водоизолирующего барьера в результате совместной или последовательной закачки в пласт водных растворов двух или более геле- или осадкообразующих агентов, *отличающийся тем*, что с целью повышения эффективности процесса обработки пласта и исключения преждевременного химического реагирования применяемых агентов в процессе закачки, водные растворы геле- или осадкообразующих агентов закачивают в пласт в виде агрегативно-устойчивой эмульсии обратного типа в маловязком углеводородном растворителе (бензине, керосине и т.п.) в котором предварительно растворяют 5-20% мас. порфириновых и асфальто-смолистых компонентов нефти.

2. Способ по п. 1, *отличающийся тем*, что для каждого водного раствора агента отдельно готовят 50% (по объему) агрегативно-устойчивые эмульсии обратного типа с размером частиц (глобул эмульгированного водного раствора агента) соизмеримых с размерами пор промытых, высокопроницаемых участков пласта

3. Способ по пп. 1-2, *отличающийся тем*, что закачку в пласт агрегативно-устойчивых эмульсий геле- или осадкообразующих агентов осуществляют путем их предварительного смешения в равных объемных соотношениях.

4. Способ по пп. 1-3, *отличающийся тем*, что для разрушения защитных оболочек агрегативно-устойчивых эмульсий и осуществления в высокопроницаемых участках пласта химической реакции между геле- или осадкообразующими агентами с образованием водоизолирующего барьера, в пласт закачивают деэмульгатор в количестве достаточном для разрушения закачанного объема устойчивой эмульсии обратного типа.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/RU98/00419

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC6 E21B 43/22, 43/32

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

IPC6 E21B 43/00, 43/22, 43/32

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	RU 2101486 C1 (MAZAEV VLADIMIR VLADIMIROVICH et al) 10 January 1998 (10.01.98)	1-4
A	RU 2109132 C1(ZAKRYTOE AKTSIONERNOE OBSHESTVO « TJUMEN-TEKHNOLOGYA » et al) 20 April 1998 (20.04.98)	1-4
A	RU 2094601 C1 (AKTSIONERNOE OBSHESTVO OTKRYTOGO TIPA « NOYABRSKNEFTEGAZ ») 27 October 1997 (27.10.97)	1-4
A	US 3866680 A (AMOCO PRODUCTION COMPANY) 18 February 1975 (18.02.75)	1-4
A	US 4457373 A (CHEMISCHE WERKE HUELS, A.G.) 3 July 1984 (03.07.84)	1-4

☐ Further documents are listed in the continuation of box C.

☐ Patent family members are listed in annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier document but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
16 March 1999 (16.03.99)

Date of mailing of the international search report
13 May 1999 (13.05.99)

Name and mailing address of the ISA/
RU

Authorized officer

Telephone No.

ОТЧЁТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка №
PCT/RU 98/00419

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ: E21B 43/22, 43/32 Согласно международной патентной классификации (МПК-6)		
В. ОБЛАСТИ ПОИСКА: Проверенный минимум документации (система классификации и индексы) МПК-6 E21B 43/00, 43/22, 43/32		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки:		
Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если возможно, поисковые термины):		
С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2101486 C1 (МАЗАЕВ ВЛАДИМИР ВЛАДИМИРОВИЧ и др.) 10.01.98	1-4
A	RU 2109132 C1 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТЮМЕНЬ-ТЕХНОЛОГИЯ" и др.) 20.04.98	1-4
A	RU 2094601 C1 (АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ОТКРЫТОГО ТИПА "НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ") 27.10.97	1-4
A	US 3866680 A (AMOCO PRODUCTION COMPANY) Feb. 18, 1975	1-4
A	US 4457373 A (CHEMISCHE WERKE HUELS, A.G.) Jul. 3, 1984	1-4
<input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы С. <input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории ссылочных документов: "А" документ, определяющий общий уровень техники "Е" более ранний документ, но опубликованный на дату международной подачи или после нее "О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д. "Р" документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета "Т" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения "Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну и изобретательский уровень "У" документ, порочащий изобретательский уровень в сочетании с одним или несколькими документами той же категории "&" документ, являющийся патентом-аналогом		
Дата действительного завершения международного поиска 16 марта 1999 (16.03.99)		Дата отправки настоящего отчета о международном поиске: 13 мая 1999 (13.05.99)
Наименование и адрес Международного поискового органа: Федеральный институт промышленной собственности Россия, 121858, Москва, Бережковская наб., 30-1 Факс: 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо: Ф.Сорина Телефон №: (095)240-2591